

© М.В. Гунда  
Д.О. Єгер  
д-р техн. наук  
член-кореспондент НАНУ  
Ю.О. Зарубін  
д-р техн. наук  
ТОВ «НВП «Центр нафтогазових ресурсів»  
В.В. Гладун  
д-р геол. наук  
С.В. Касянчук  
П.М. Чепіль  
канд. геол.-мінерал. наук  
Національна акціонерна компанія  
«Нафтогаз України»  
О.С. Гоцинець  
С.О. Паюк  
ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»

## Перспективи освоєння дрібних та дуже дрібних родовищ газу в Україні

УДК 550.8:553.981]:[665.62/.65:330.341.1

*Розглянуто поточний стан відкриття родовищ, структури їх запасів та проблеми, пов'язані з ефективним освоєнням дрібних та дуже дрібних родовищ газу. Охарактеризовано можливості та переваги використання сучасних технологій та виробництва і реалізації високоліквідних синтетичних вуглеводневих продуктів. Сформовано основні принципи базових підходів ефективного планування освоєння запасів дрібних та дуже дрібних газових родовищ під час геологічного вивчення з використанням сучасних інноваційних технологій.*

**Ключові слова:** природний газ, родовище, запаси, промислове освоєння, поклад, фактори, GTL-технології, видобуток, переробка, інфраструктура, блочно-модульна установка, свердловина, ризики.

*Рассмотрены текущее состояние открытия газовых месторождений, структуры их запасов и проблемы, связанные с эффективным освоением мелких и очень мелких месторождений газа. Охарактеризованы возможности и преимущества использования современных технологий и производства и реализации высоколиквидных синтетических углеводородных продуктов. Сформированы основные принципы базовых подходов эффективного планирования освоения запасов мелких и очень мелких газовых месторождений в ходе геологического изучения с использованием современных инновационных технологий.*

**Ключевые слова:** природный газ, месторождение, запасы, промышленное освоение, залежь, факторы, GTL-технологии, добыча, переработка, инфраструктура, блочно-модульная установка, скважина, риски.

*Current status of the gas fields discovery, structure of their reserves, and problems related to effective development of small and extra small gas fields have been considered. Potential and advantages of modern technologies as well as production and sales of readily marketable synthetic hydrocarbon products have been characterized. Main principles of the basic approaches to effective planning of small and extra small gas fields development within the geological survey with the use of modern innovative technologies have been formed.*

**Key words:** natural gas, field, reserves, industrial development, reservoir, factors, GTL-technology, production, processing, infrastructure, packaged plant, well, risks.

В Україні існує проблема прискореного введення в розробку нових газових родовищ. Вона визначається економічною доцільністю промислового освоєння відкритих запасів природного газу.

На сьогодні відкрито 382 родовища природного газу, 245 із яких перебуває у промисловій розробці. Необхідно відзначити, що 339 родовищ належать до дрібних та дуже дрібних за величиною балансових запасів природного газу, із яких 238 – дуже дрібні [1] (рис. 1).

Основною компанією, яка забезпечує вітчизняний ринок природним газом власного видобутку, залиша-

ється ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ» (рис. 2). Крім того, товариство забезпечує 76 % приросту запасів вуглеводнів у структурі підприємств Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

На сьогодні в Україні відкриваються дрібні та дуже дрібні газові родовища, що пов'язано з відсутністю великих перспективних об'єктів. Винятком є відкриття Кобзівського газоконденсатного родовища у 2003 році. Кількість дуже дрібних газових родовищ невідомо зростає. Так, 18 із 38 нових родовищ, відкритих у період 1998–2013 рр., ха-

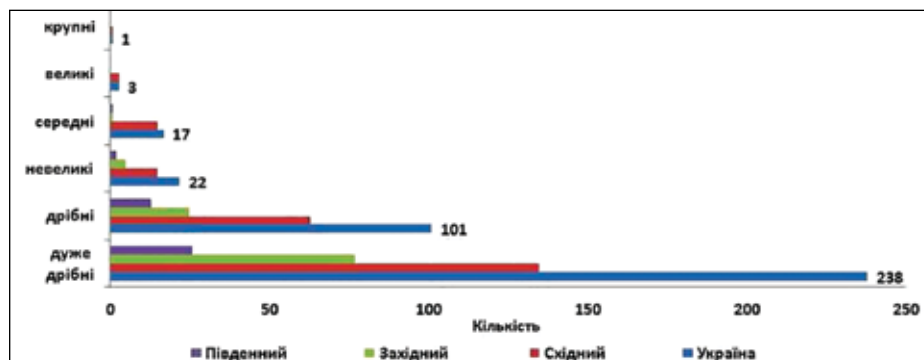


Рис. 1. Розподіл родовищ газу за величиною балансових запасів

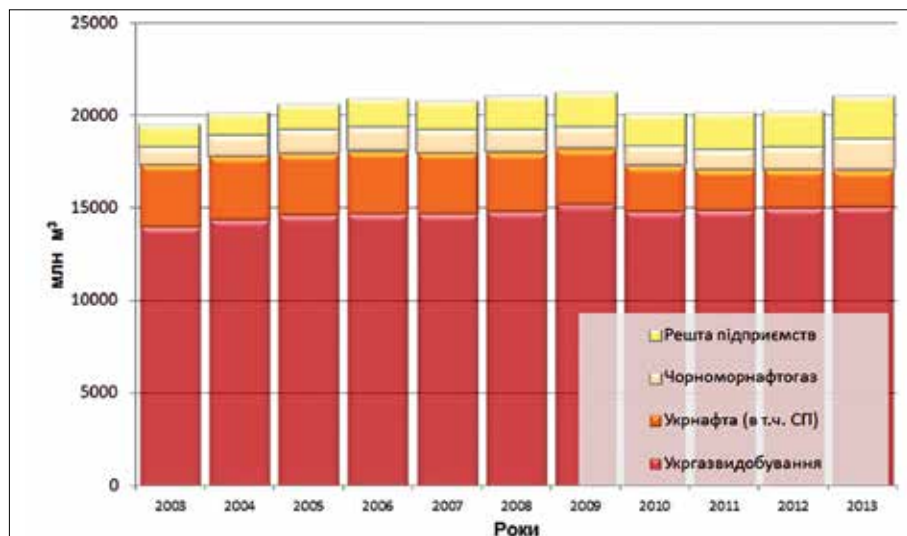


Рис. 2. Динаміка видобутку газу в Україні

рактизуються початковими запасами, меншими за 200 млн м<sup>3</sup> газу.

Основні нафтогазопромислові регіони (Східний та Західний) достатньо добре вивчені, відкрито велику кількість родовищ, і геологорозвідувальні роботи проводяться у складних геологічних зонах. Геологічна будова нових родовищ характеризується складними структурно-тектонічними та літолого-стратиграфічними умовами розвитку пасток, невеликими товщинами продуктивних пластів у поєднанні з їх мозаїчним латеральним розповсюдженням. Як наслідок, виникає складність прогнозування розповсюдження колекторів на об'єктах, пов'язаних із соляною тектонікою, пастками неструктурного типу (палеорусла, стратиграфічні неузгодження), ущільненням пластів-колекторів, що, відповідно, призводить до зниження успішності пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння свердловин.

Блокова будова родовищ та перспективних об'єктів потребує проведення пошуково-розвідувальних робіт у кожному блоці і, як наслідок, великих капіталовкла-

день на їх підготовку до промислового освоєння. Невеликі товщини та погіршені колекторські властивості продуктивних пластів, за умов використання вертикальних видобувних свердловин, забезпечують низьку продуктивність та невисокі річні темпи відборів і коефіцієнтів вилучення газу.

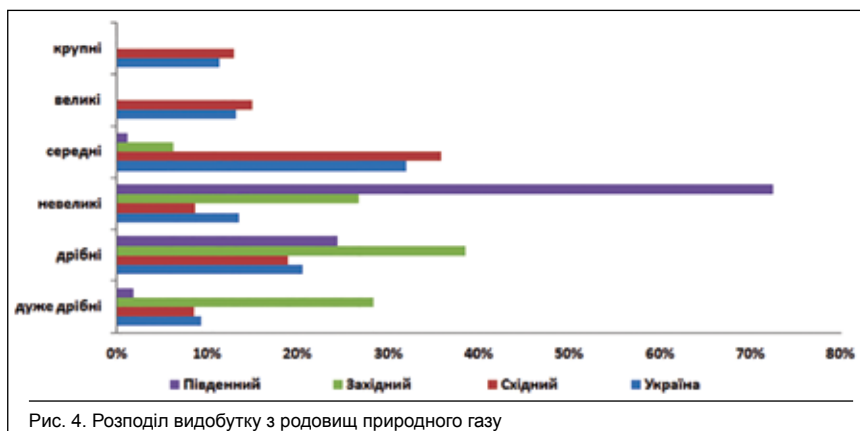
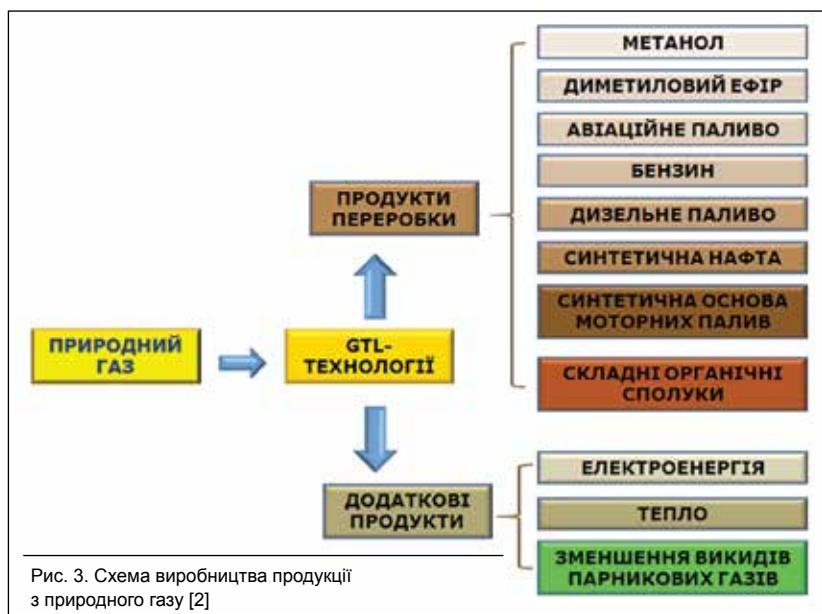
Техніко-технологічні фактори тісно пов'язані з геологічними. Спорудження свердловин потребує збільшення витрат через складні умови проводки та підвищення їх металоємкості через складність конструкції. З метою збільшення початкових та поточних рівнів видобутку необхідно впроваджувати додаткові заходи щодо стимулювання продуктивності розкритих газонасичених пластів із використанням дорогого обладнання та технологій. Відкриття газових родовищ та покладів із низькими робочими тисками потребує використання додаткового технологічного устаткування для забезпечення ефективних режимів експлуатації основної газовидобувної та газотранспортної інфраструктури.

Важливими факторами під час промислового освоєння дрібних та дуже дрібних за запасами родовищ

також є організаційні та логістичні, які визначають темпи геологічного вивчення, розбурювання та облаштування родовищ. Адже особливо актуальні вони для умов, у яких нові об'єкти знаходяться у складних орграфічних та густонаселених районах, де буріння й облаштування нової свердловини пов'язане з додатковими витратами (похило-скероване буріння, збільшення довжини стовбура, посилені природоохоронні заходи тощо).

Зазначені фактори мають визначальний вплив на формування собівартості видобутого газу та інші техніко-економічні показники розробки родовищ, передусім із дрібними та дуже дрібними запасами газу, освоєння яких є інвестиційно малопривабливим. Ситуація ускладнюється через негнучку регуляторну політику держави з ціноутворення реалізації газу, а також відсутність реального стимулювання власного видобутку, особливо природного газу.

Наростаючі проблеми стимулюють пошук шляхів та напрямів мінімізації витрат. Зокрема, перспективними напрямами освоєння невеликих родовищ є переробка



та утилізація низьконапірного природного та нафтового газу, газу вивітрювання, нетрадиційних вуглеводнів (біогаз, сімгаз, газ сланцевих порід та метан вугільних пластів) за рахунок використання інноваційних технологій. Щодо прискореного та ефективного освоєння нових газових родовищ, насамперед із дрібними запасами, то тут може бути перехід на принципово нові технологічні схеми збору та підготовки газу без використання газотранспортної системи, а саме: широке застосування блочно-модульних установок переробки газу на синтетичні продукти чи мобільних компримувальних систем для стиснення газу.

В умовах відкриття дрібних та дуже дрібних родовищ газу важливо прискорено видобувати та реалізувати продукцію з пошукових і розвідувальних свердловин, починаючи з етапу випробувань і досліджень, тим самим покращуючи комерційні показники.

Одним із напрямів вирішення окреслених проблем є впровадження принципово нових технологічних,

управлінських та маркетингових підходів. Вони повинні включати зміну концептуальних засад і акцент на інтенсивне видобування наявних запасів газу за рахунок інноваційних технологій на всіх етапах освоєння.

Застосування сучасних блочно-модульних установок переробки газу сприяє зниженню капітальних витрат через можливість їх багаторазового використання на інших об'єктах із інфраструктурними проблемами.

Сьогодні велика кількість компаній використовує технології стиснення газу (Compressed Natural Gas – CNG) та переробки в рідкі палива (Gas-To-Liquids – GTL). Реалізація CNG-технологій потребує наявності розвинутої мережі автомобільних доріг та споживання великих об'ємів газу автомобілями, що використовують стиснений метан як моторне паливо. На відміну від CNG, GTL-технології – практично автономний, технологічний, високорентабельний процес, який реалізується у районах проведення геологорозвідувальних робіт за відсутності нафтогазовидобувної інфраструктури.

На сьогодні GTL-технології із багатотоннажного перейшли на міні- та мікротоннажні виробництва за рахунок використання нових суперактивних катализаторів, інноваційного блочно-модульного обладнання і устаткування, що дало можливість зменшити їх енергозатратність та капіталоємкість. GTL-технології забезпечують повну автономність, отримання великого спектра продуктів переробки газу – від метанолу до складних синтетичних сполук, а також мінімізують викиди парникових газів (рис. 3). GTL-технології мають багато переваг над іншими, адже під час їх застосування не передбачено малоефективного спалювання газу.

Додатковим позитивним ефектом від використання GTL-технологій для вітчизняної економіки є зменшення імпорту нафтопродуктів за рахунок виробництва високоякісних синтетичних палив, а також постачання для підприємств хімічної промисловості цінної сировини.

Інтенсивний розвиток нанотехнологій та можливість використання нових високоміцних матеріалів сприяють мінімізації розмірів обладнання та пристроїв. Завдяки таким можливостям великогабаритні установки, реактори та інше обладнання зменшуються до незначних розмірів, що забезпечує їх вільне масштабування для мінімальних обсягів малотон-

Таблиця

Порівняння основних якісних характеристик

Характеристика	Системи збору з газопровідними системами		Блочно-модульні системи GTL	
	переваги	недоліки	переваги	недоліки
Підготовка об'єкта (свердловини) до введення в експлуатацію / підключення до газопроводу	—	6 і більше місяців	до 10 діб	—
Низькі тиски та дебіти газу	—	необхідність компримування газу	від 5 тис. м³/добу	—
Сезонне зменшення видобутку	—	так	немає	—
Багаторазове використання	часткове	—	так	—
Капітальні вкладення на одиницю видобутого газу	—	високі	невеликі	—
Поточні операційні витрати	помірні	—	мінімальні	—
Утилізація газу	95–98 %	—	~100 %	—
Викиди парникових газів	—	наявні	відсутні	—
Автономність	—	часткова	повна	—
Супутнє виробництво тепла та ел.енергії	можливе	—	наявне	—
Монетизація дрібних та дуже дрібних запасів газу	—	негативна (збиткова)	позитивна (прибуткова)	—
Ціна реалізації газу / газопродуктів	—	низькі (регульовані)	високі (ринкові)	—

нажної переробки. Крім того, існує можливість використання різних видів сировини без зменшення їх рентабельності. Інтенсивний перехід на блочно-модульні установки сприяв отриманню якісно нових технологічних характеристик і розвитку нових напрямів їх застосування, зокрема переробки біогазів, газифікації вугілля тощо.

Можливість використання блочно-модульних установок GTL-технологій та отримання широкого спектра продукції дає змогу комплексно підходити до вирішення проблеми ефективного освоєння дрібних та дуже дрібних газових родовищ, незалежно від наявної інфраструктури нафтогазовидобувного району. Необхідно зазначити, що підвищення комерційної ефективності реалізації таких проектів можливе завдяки залученню «зелених інвестицій», зокрема продажу квот на викиди парникових газів індустріальним країнам, наприклад США, Японії чи ЄС.

Проводячи порівняння техніко-економічної ефективності використання традиційних систем збору та газопостачання, а також блочно-модульних GTL-технологій, можемо відзначити велику кількість переваг останніх (див. табл.).

Видобутий газ під час пробної експлуатації пошукових і розвідувальних свердловин та дослідно-промислової розробки (ДПР) покладів в основному реалізується місцевим споживачам. Невеликі об'єми та нерівномірне споживання газу призводять до значних сезонних коливань рівнів видобутку. Найменші відбори газу спостерігаються у літній період через мі-

зерне його споживання населенням та місцевими невеликими підприємствами. Чергування форсованих та сповільнених технологічних режимів експлуатації свердловин нерідко призводить до передчасного їх обводнення.

Наприклад, використання блочно-модульних GTL-установок можливе для таких умов освоєння суходільних родовищ нафти і газу:

під час випробувань, досліджень і пробної експлуатації пошукових і розвідувальних газових свердловин на період будівництва трубопроводу;

безпосередньо на газовому чи нафтовому родовищі для однієї або групи свердловин із добовим дебітом газу від 5 тис. м³ та робочим гирловим тиском від 0,6 МПа;

на груповій установці комплексної підготовки газу/нафти, установці низькотемпературної сепарації

для переробки низьконапірного газу з групи малодобітних свердловин із низькими робочими тисками або забезпечення постійних відборів за умов сезонного та/або обмеженого постачання газу споживачам;

на установках підготовки та переробки або газопереробних заводах для утилізації газу вивітрювання, факельного та димових газів.

Окрім того, залежно від отриманого товарного продукту можлива модифікація блочно-модульних установок для досягнення максимального економічного ефекту від їх використання. Так, наприклад, для забезпечення потреб у метанолі як інгібіторі гідратуутворення в процесах підготовки газу існує можливість переробки газу в метанол. Надлишки виробленого метанолу можна використовувати на сусідніх об'єктах або переробляти на установках, де встановлені блоки синтезу рідких палив (бензин, дизельне паливо та ін.). За рахунок використання надлишків теплової та електроенергії зменшуються потреби в них, а також видатки за викиди парникових газів, тим самим покращуючи економічні показники всього виробництва.

На об'єктах, де газовидобувна інфраструктура відсутня, доцільно розглядати варіанти виробництва товарної продукції у вигляді дизельного палива з подальшим його транспортуванням до споживачів автоцистернами. Переваги виробництва дизельного палива, на відміну від бензину, очевидні, а саме: одна цінова категорія, нижчий клас займання речовини; менш леткий і менш токсичний; не потребує спеціальних резервуарів для зберігання.



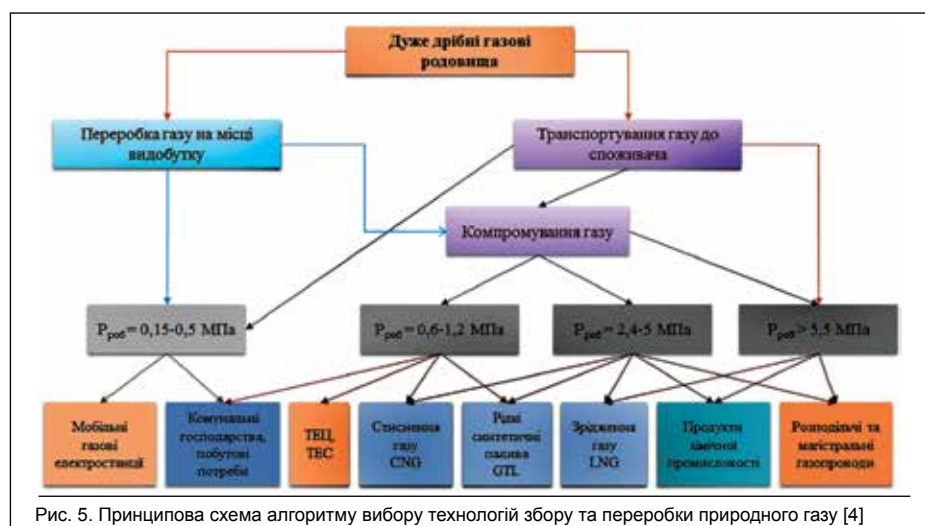


Рис. 5. Принципова схема алгоритму вибору технологій збору та переробки природного газу [4]

На сьогодні, використовуючи GTL-технології за умов введення в експлуатацію свердловин із початковими дебітами 3,75–10 тис. м<sup>3</sup>/добу [3] та обсягів видобутку на рівні 1,37–3,7 млн м<sup>3</sup> газу на рік, можна досягти виробництва 1,1–1,8 тис. т синтетичного палива.

У загальному балансі України річний видобуток із дуже дрібних родовищ становить 1,9 млрд м<sup>3</sup> газу (9,4 %) [1]. Ці родовища загалом знаходяться у Східному та Західному регіонах як за об'ємами запасів, так і рівнями видобутків (див. рис. 1 та 4). Так, наприклад, сумарний видобуток природного газу з дуже дрібних родовищ у балансі ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ» становить 0,5–1 % на рік, а це 75–150 млн м<sup>3</sup>. Переробка цих обсягів газу забезпечить виробництво 45–90 тис. т синтетичних рідких палив без відчутних змін у балансі товариства, але в фінансовому аспекті зміни будуть істотні, дохід сягне 500–1200 млн грн.

Основою ефективного планування та освоєння запасів і ресурсів природного газу є базові підходи та алгоритми повного циклу інвестиційного проектування, що забезпечують вибір та запровадження комплексних технологічних рішень на основі інноваційних технологій збору, переробки та сучасних світових стандартів, а саме:

- швидке комерційне видобування газу з родовища та пошукових і розвідувальних свердловин;
- повна утилізація видобутого газу під час пробної експлуатації свердловин та ДПР покладів нафти і газу;
- використання сучасних інноваційних технологій, блочно-модульних установок та мобільного транспортування видобутої/переробленої продукції;
- стимулювання місцевого малого та середнього бізнесу за рахунок доступу до альтернативних джерел енергії в районі геологорозвідувальних робіт;
- альтернатива капіталоемній газовидобувній інфраструктурі (установки збору, компресорні станції, газопроводи).

Реалізація базових підходів забезпечується у багаторівневих алгоритмах, починаючи з підготовки перспективного об'єкта до геологічного вивчення нафтогазоносних надр. Обов'язковою умовою алгоритмів реалізації інвестиційних проектів є покрокова оцінка ризиків, які мають вплив на комерційну привабливість проекту. Наприклад, на початковому етапі геологічного вивчення нафтогазоносних ділянок алгоритм повинен включати і враховувати такі дані та фактори:

#### **геолого-геофізичну підготовку ділянки нафтогазоносних надр:**

- геолого-геофізичні дослідження, виявлення та підготовку до глибокого буріння перспективних нафтогазоносних об'єктів;
- ймовірнісну оцінку ресурсів вуглеводнів і ризиків відкриття нового родовища;
- прогнозування продуктивності свердловин, технологічних показників розробки покладу (динаміку річних видобутків, пластового та гирлових тисків, обводнення);
- **характеристику інфраструктури:**
- наявність установок підготовки газу для подальшого транспортування;
- для магістрального транспортування (об'єми, відстань, тиски);
- для місцевого газопостачання (об'єми, віддалі);
- забезпеченість малого бізнесу енергоносіями (електроенергією, теплом тощо);

#### **формування системи обмежень (ризиків):**

- геологічні;
- технічні;
- соціальні;
- екологічні;
- економічні тощо;

#### **формування дерева (пакету) технологій використання продукції:**

- постачання у магістральний трубопровід;
- постачання для місцевих споживачів;
- вироблення електроенергії та тепла на міні-ТЕЦ;
- скраплення газу;
- стиснення газу та організацію автогазонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС);
- переробку на рідкі енергоносії (GTL, метанол та ін.).

#### **Програма геологічного вивчення та промислового освоєння вуглеводневих ресурсів та оцінка комерційних ризиків**

За умов мінімальних комерційних та інших ризиків, позитивних техніко-економічних показників ре-

алізації інвестиційного проекту здійснюється перехід до наступної фази та алгоритму, що включає додаткові елементи, а саме:

**буріння пошукової/розвідувальної свердловини:**

- визначення продуктивних інтервалів за результатами ГДС;
- випробування пластів у відкритому та обсадженому стовбурі;
- визначення пластових тисків;
- оцінку колекторських властивостей та продуктивних характеристик свердловини;

**попередню оцінку запасів та ресурсів вуглеводнів на основі сучасних технологій моделювання геологічного та гідродинамічного середовища;**

**аналіз та уточнене прогнозування динаміки технологічних показників та енергетичних режимів роботи покладу;**

**обґрунтування найбільш вірогідного сценарію реалізації інвестиційного проекту, у тому числі ринку збуту продукції;**

**техніко-економічну оцінку інвестиційного проекту з уточненою оцінкою та аналізом усіх ризиків;**

**проектнування і початок комерційного видобування у період геологічного вивчення перспективного об'єкта.**

У межах окресленого алгоритму освоєння перспективного газового об'єкта залежно від отриманих геолого-промислових показників аналізують повний перелік технологічних процесів, які можуть забезпечити комерційний видобуток газу та рентабельність інвестиційного проекту (рис. 5).

Під час формування напрямів ефективного використання природного газу необхідно розглядати різні сценарії та технології, але пріоритети доцільно встановлювати для технологічних процесів, які передбачають повну автономність, зокрема CNG, GTL.

На сьогодні постачання природного газу споживачеві загалом здійснюється через мережу газопроводів, але через освоєння дрібних і дуже дрібних запасів газу традиційні технології малоефективні та нерентабельні.

Найбільш часто як альтернативу трубопровідному використовують такі технологічні напрями, а саме:

- виробництво електроенергії GTW (Gas-To-Wire);
- стиснення (компримування) метану для малопопутних АГНКС;
- технологію виробництва рідких палив – GTL.

## Висновок

Отже, освоєння дуже дрібних родовищ газу може бути економічно привабливим тільки за умови мінімізації витрат на створення газовидобувної та транспортної інфраструктури або переробки сировини безпосередньо на родовищі. Основним

негативним фактором для компаній державної форми власності є низькі (регульовані) ціни реалізації газу, що призводить до великих строків окупності і низької рентабельності проекту, а також сповільнених темпів промислового освоєння газових родовищ.

Ураховуючи нові тенденції в освоєнні малорентабельних вуглеводневих ресурсів, зокрема нетрадиційних, із використанням інноваційних технологій забезпечується їх висока ліквідність та прибутковість. Використовуючи комплексні новітні технологічні рішення і зарубіжний досвід, вітчизняні нафтогазовидобувні компанії мають змогу розпочати новий етап ефективного освоєння малорентабельних газових родовищ. Крім того, перехід на використання блочно-модульного обладнання в системах збору, підготовки та переробки газу значно підвищить комерційні показники.

Запровадження інноваційних технологій, зокрема GTL-технологій, сприятиме прискореному введенню в експлуатацію пошукових і розвідувальних газових свердловин, отриманню комерційного видобутку газу і ефективному його використанню. Додатковим позитивним фактором для вітчизняних державних підприємств буде можливість:

- самостійного рефінансування геологорозвідувальних робіт за рахунок збільшення грошових потоків і прибутку від реалізації синтетичних нафтопродуктів;
- зменшення капіталовкладень у спорудження нових об'єктів газотранспортної інфраструктури, пов'язаної з організацією видобування газу на нових дрібних і дуже дрібних родовищах;
- енергозбереження та зменшення негативного впливу на довкілля.

## Список використаних джерел

1. **Державний** баланс запасів корисних копалин України. Газ природний. – К.: ДНВП «Геоінформ України», 2013. – Вип. 23. – Кн. 1.
2. **Genovese N.A.** GTL technology and it's role in the world energy markets / Genovese N.A., Gorlani A., Andrés H., Arroyo P. // Eni Corporate University – Scuola Mattei, 2005.
3. **GasTechno®** Mini-GTL™ and Small Scale GTL Plant. – Режим доступу: <http://www.gastechno.com/pdf/GasTechno-Mini-GTL-Data-Sheet.pdf>.
4. **Сторонский Н.М.** Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ / Н.М. Сторонский, В.Т. Хрюкин, Д.В. Митронов, Е.В. Швачко // Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева. – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 70.